

ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОЕ СТРУКТУРНОЕ ПОДНЯТИЕ И СВЯЗАННАЯ С НИМ НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ

Н. В. КОПТЯЕВ, Ю. С. МИНДИГАЛЕЕВ, Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Нефтеносные структуры Западной Сибири, как правило, являются очень пологими. Углы наклона их крыльев обычно не превышают $1-2^\circ$. Южно-Мыльджинское структурное поднятие в этом отношении стоит несколько особняком. Так, по отражающему горизонту II—а, который отвечает низам марьяновской свиты (верхняя юра), поднятие это представляет пологую антиклиналь, однако в наиболее крутых частях ее, например, в районе скважины 24, углы наклона крыльев ее достигают 4° . При исследовании других поверхностей выявляются еще большие углы наклона. В частности, подошва марьяновской свиты в скважине 22 имеет абсолютную отметку — 2311 м, а в скважине 24 абсолютную отметку — 2439 м. Таким образом, разность абсолютных отметок здесь составляет 128 м. Принимая же во внимание, что расстояние между скважинами здесь равно примерно 1 км (рис. 1), и полагая, что подземный рельеф между ними близок к плоскости, находим, что угол наклона этого рельефа превышает 7° . Если же допустить, что подошва марьяновской свиты между рассматриваемыми скважинами имеет некоторые неровности, то углы наклона ее на отдельных участках должны быть еще большими. Чем же вызвано такое резкое увеличение углов наклона крыльев Южно-Мыльджинской структуры?

Чтобы ответить на этот вопрос, был исследован керн из скважины 24, отобранный ниже абсолютной отметки — 2300 м. Углы наклона плоскостей напластования в нем оказались самыми разнообразными, а именно: на глубине — 2583 м 20° , на глубине — 2601 м $16^\circ 30'$, на глубине — 2606 м 2° и т. д. Между тем зенитные углы скважины в этих точках равны $2^\circ 00'$, $1^\circ 30'$ и $1^\circ 30'$ соответственно. Таким образом, истинные углы падения пластов в рассматриваемых точках оказываются лежащими в пределах в первом случае $18-22^\circ$, во втором случае $15-18^\circ$ и в третьем случае $0^\circ 30'-3^\circ 30'$. Из этого следует, что плоскости напластования, о которых идет речь, не отвечают общему направлению падения пластов на рассматриваемом участке (оно, как отмечалось выше, лежит в пределах $4-7^\circ$). По-видимому, скважина 24 пересекла зону косослоистых пород. Исходя из сказанного, можно предполагать, что данная скважина оказалась заложенной в русле какой-то древней реки, протекавшей здесь в меридиональном или близком к нему направлении.

Заложенная в купол Южно-Мыльджинской структуры скважина 22 показала признаки нефтеносности в интервале с абсолютными отметками — 2008—2047 м (тарская свита). Общая мощность этой свиты

достигает 90 м, коллекторами в ней являются песчаники мелкозернистые известковистые, средняя пористость которых лежит в пределах от 21,5 до 26,0%, а проницаемость — в пределах от 20 до 700 миллиарди.

После перфорации, замены глинистого раствора на воду и снижения уровня жидкости в скважине на 220 метров ниже устья получен фонтан нефти. Однако через несколько часов скважина обводнилась и стала давать смесь нефти с водой. При общем дебите 80 м³/сут (через 8 мм штуцер) количество нефти составляло около 50 м³/сут и количество воды около 30 м³/сут. Нефть малосернистая (содержание серы 0,12%), парафинистая (содержание парафина 19,54%), удельный вес 0,8173 г/см³, начало кипения 59°C. Фракционный состав нефти: до 150°—17%, от 150° до 200°—10%, от 200° до 250°—9%, от 250° до 300°—10%, остаток — 54%. Вода минерализованная, общая минерализация достигает 17604 мг/литр, удельный вес 1,0114 г/см³, РН—7,6.

Для объяснения того факта, что скважина давала сначала чистую нефть, а затем стала давать нефть с водой, предлагалось несколько гипотез. Наиболее приемлемой из них является та, согласно которой скважина 22 оказалась заложеной вблизи водонефтяного контакта. В соответствии с этим находится тот факт, что скважина 24, встретившая тарскую свиту на большей глубине, нефти вообще не дала (дала только минерализованную воду). По-видимому, нефтяная залежь, связанная с Южно-Мыльджинским структурным поднятием, имеет сравнительно небольшие размеры.

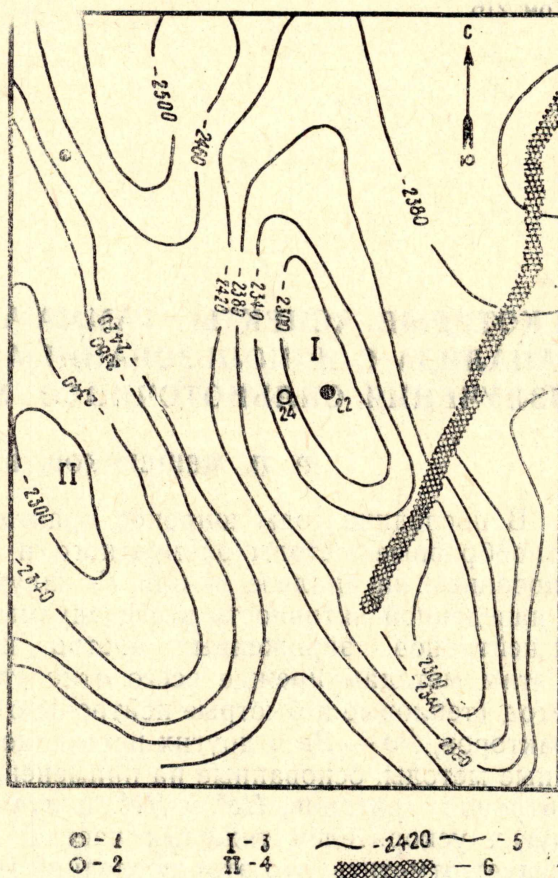


Рис. 1. Структурная карта Южно-Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту II-а (марьяновская свита), масштаб 1:200000.

1 — скважины, давшие нефть, 2 — скважины, не давшие нефти, 3 — Южно-Мыльджинское поднятие, 4 — Верхнесалатское поднятие, 5 — изогипсы пласта по отражающему горизонту II-а (марьяновская свита), 6 — нарушение, согласно данным сейсморазведки